

**Consideraciones sobre la determinación de la base de capital de empresas
de Electricidad y su remuneración en condiciones de emergencia
económica**

Darío Arrué y Gabriela Ridelener

Texto de Discusión N° 53

ISBN 987-519-115-9

(Abril 2004)

CEER

Centro de Estudios Económicos de la Regulación

Universidad Argentina de la Empresa

Lima 717

C1073AAO Buenos Aires, Argentina

Tel. Fax: 54-11-43797693

E-mail: ceer@uade.edu.ar

www.uade.edu.ar

(Por favor, mire las últimas páginas de este documento por una lista de los Textos de Discusión y de la Working Paper Series del CEER e información concerniente a suscripciones).

El Centro de Estudios de Economía de la Regulación (CEER), es una organización dedicada al análisis de la regulación de los servicios públicos. El CEER es apoyado financieramente por el Banco Mundial, los Entes Reguladores de Agua y Electricidad de la República Argentina, y la Universidad Argentina de la Empresa (Buenos Aires), donde el CEER tiene su sede.

Director: Dr. Diego Petrecola

INVESTIGADORES: Lic. Iván Canay, Dr. Omar Chisari, Dr. Gustavo Ferro, Lic. Germán Lambardi, Lic. Paula Margaretic, Dr. Diego Petrecola, Dr. Martín Rodríguez Pardina, Lic. Mauricio Roitman, Lic. Carlos Romero, Lic. Christian Ruzzier.

Ayudantes de Investigación: Gimena Ferraro, Paula Kritz, David Pacini.

ÍNDICE

I	INTRODUCCIÓN	4
II	¿QUÉ ES EL COSTO DEL CAPITAL?	5
III	MÉTODOS PARA CALCULAR EL COSTO DEL CAPITAL	6
III.1	DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL CAPITAL ACCIONARIO EN EMPRESAS ELÉCTRICAS	7
III.2	RIESGO PAÍS.....	8
III.2.1	RIESGO PAÍS EN ÉPOCAS DE CRISIS ECONÓMICA.....	10
IV	ALGUNAS CONSIDERACIONES ACERCA DEL RECONOCIMIENTO DE LA BASE DE CAPITAL EN ÉPOCAS DE CRISIS	13
V	CONCLUSIÓN.....	14
VI	APÉNDICE	16
VI.1	COMPARACIÓN DE RESULTADOS (COMPARABLE EARNINGS)	16
VI.2	DISCOUNTED CASH FLOW (DCF - DESCUENTO DE FLUJOS DE FONDO).....	16
VI.3	MARKET - TO -BOOK (VALOR DE MERCADO RESPECTO VALOR DE LIBROS)	17
VI.4	PREMIO POR RIESGO (RISK PREMIUM)	17
VI.5	APM (ARBITRAGE PRICING MODEL)	17
VII	BIBLIOGRAFÍA.....	19

I INTRODUCCIÓN

A partir de la sanción de la Ley de Emergencia Económica y Social, N° 25.561, el Estado Argentino decidió pesificar las tarifas de los servicios públicos que en sus Contratos de Concesión estaban expresadas en dólares estadounidenses a la relación US\$1 igual a \$1, y prohibir su indexación. Asimismo dispuso la renegociación de los mencionados contratos.

La devaluación de la moneda nacional y otros cambios en las variables macroeconómicas tales como precios, tasas de interés, inversión, y consumo, dieron lugar a la declaración de la emergencia económica y social. La economía comenzó forzosamente el camino de búsqueda hacia un nuevo equilibrio estructural. Algunos aspectos claves para el reordenamiento económico, como es la renegociación de la deuda externa debido a la declaración de default de los bonos nacionales realizada por el Estado Argentino, están en vías de resolución (esto se escribe en febrero de 2004), con un camino lleno de rispideces. La solución de estos temas permitirá establecer el punto de partida para alcanzar el nuevo equilibrio estructural, sin olvidar que la renegociación de los Contratos de Concesión de las empresas de servicios públicos también formará parte de este nuevo equilibrio ya que establecerá cuál será la nueva estructura de precios relativos y el rol de la infraestructura en Argentina y el tratamiento que el Estado le dará a la misma.

En este contexto cobran especial importancia dos temas que hacen al sostenimiento de largo plazo de los servicios públicos con la infraestructura adecuada y acompañando el crecimiento económico del país: la determinación de la base capital y su rentabilidad.

La base de capital es el reconocimiento de la inversión realizada en la empresa, más allá de su financiación con fondos propios de los accionistas o con capital de terceros. En otras palabras, son -valorizados en unidades de cuenta- los recursos que accionistas y terceros han involucrado en el desarrollo de la actividad. En el caso de las empresas de servicios públicos, las inversiones son de gran cuantía, en donde se prevén los incrementos futuros de la demanda y otros requisitos de las redes para brindar el servicio con la calidad adecuada. Esta situación hace que el recupero de la misma sea posible en plazos prolongados de tiempo.

La rentabilidad se puede definir como el retorno que se obtiene de la gestión de la compañía a partir del capital invertido o base de capital. Ésta debe ser tal que incentive la creación de valor en las empresas y el mantenimiento y crecimiento de la capacidad instalada en buenas condiciones tecnológicas. De lo contrario, se

producirá una desinversión y deterioro (incluyendo la obsolescencia) afectando la prestación del servicio en el largo plazo.

En el presente trabajo se analizará la viabilidad de aplicar la metodología de CAPM (Capital Asset Pricing Model) modificado para el cálculo de la tasa de rentabilidad de la componente relacionada con el capital accionario de las empresas de servicios públicos, en especial las concesionarias de energía eléctrica, dado el nuevo contexto macroeconómico argentino. Si bien esta metodología resultaba adecuada en el marco económico de los años de la “convertibilidad”¹, y respondía a los criterios de similitud y comparabilidad nacional e internacional, no resulta aplicable luego del default declarado, particularmente por el componente riesgo país de la fórmula.

También se detallarán algunas consideraciones relacionadas con la base de capital ya que la rentabilidad adecuada no es tal si la base sobre la que se calcula no refleja la inversión realizada.

II ¿QUÉ ES EL COSTO DEL CAPITAL?

El costo del capital puede interpretarse como el punto de corte por sobre el cual los retornos de una compañía son considerados rentables y por debajo del cual se generan pérdidas. En empresas privadas, si el mercado financiero no está dispuesto a prestar fondos a la tasa del costo de capital para que el nuevo proyecto que se desea emprender resulte rentable, el mismo no es realizado².

Otra forma de entender el costo del capital es pensarlo como el costo de oportunidad del capital utilizado en la empresa, considerando tanto la deuda como el capital accionario aportado en acciones ordinarias y preferidas. El costo del capital es por lo tanto, la compensación requerida por el inversor por posponer su consumo presente y exponer el capital en una actividad con un determinado nivel de riesgo. Es, en definitiva, la compensación que sustituye a la satisfacción que podría darle un uso alternativo. Es importante destacar que tanto el costo de la deuda como el costo del capital propio están determinados en el mercado financiero mediante el libre juego de la oferta y la demanda, influenciados por la relación riesgo - retorno esperado³.

En empresas reguladas, al utilizar el costo del capital como tasa de descuento de los flujos futuros de ingresos netos, se supone que la rentabilidad de la compañía será el costo de capital. Desde la perspectiva de la compañía regulada, este costo de capital es la tasa interna de retorno mínima de su negocio. El costo de capital es la ganancia futura que debe

¹ La Ley de Convertibilidad establecía la paridad cambiaria equiparando una unidad de dólar estadounidense a una unidad de moneda nacional, lo cual estuvo vigente desde abril de 1991 al 5 de enero de 2002.

² Ian Alexander: “Cost of Capital”

³ Roger Morin y Lisa Hillman: “Regulatory Finance: Utilities' Cost of Capital”

generar el capital invertido en la compañía para alcanzar el precio del mismo e igualar la tasa de retorno requerida por el inversor⁴.

Resumiendo los dos conceptos desarrollados, el costo de capital puede expresarse de la siguiente manera:

Costo de capital = Tasa de retorno requerida por el inversor = Ganancias requeridas/Capital invertido⁵

Cuando se trata de empresas de servicios públicos reguladas, la igualdad entre tasa de retorno y el costo del capital permite alcanzar un nivel óptimo de retorno de la inversión a tarifas mínimas para los usuarios.

III MÉTODOS PARA CALCULAR EL COSTO DEL CAPITAL

El método más comúnmente utilizado para determinar el costo del capital es el WACC (Weighted Average Cost of Capital). La tasa que refleja el costo del capital de la empresa es calculada como el promedio ponderado del costo de la deuda y el costo del capital propio. Se incluye en este cálculo la tasa marginal de impuestos.

En cuanto a la fijación de los ponderadores existen dos alternativas. Utilizar el valor de mercado o el valor libros.

En relación a la determinación del costo de la deuda y el costo del capital propio cabe destacar que los mercados relevantes son el mercado internacional en el primer caso y el mercado nacional en el segundo. Esto depende, sin embargo, de la aceptación que tengan los mercados financieros internacionales en relación a la emisión y comercialización de deuda y de acciones⁶.

Los distintos métodos para evaluar el costo del capital propio pueden ser clasificados en dos grupos. Los métodos basados en la contabilidad y las técnicas basadas en aspectos del mercado financiero. Adicionalmente, los métodos basados en aspectos del mercado se diferencian por la forma en que tratan el riesgo. Algunos lo tratan en forma directa incorporando una variable explícita en el

⁴ En la medida en que la empresa sea más eficiente en la asignación de sus recursos y disminuya los costos reales en relación a los teóricos incorporados al flujo de fondos, su tasa de rentabilidad será superior al costo de capital.

⁵ Roger Morin y Lisa Hillman: "Regulatory Finance: Utilities' Cost of Capital"

⁶ Ian Alexander: "Cost of Capital"

modelo. Otros asumen que este riesgo está implícitamente incorporado en el precio de las acciones⁷.

Cuadro 1

CONTABLES	MERCADO DIRECTO	MERCADO INDIRECTO
Comparación de resultados DCF (Discounted (Comparable Earnings))	Cash Flow)	Premio por Riesgo (Risk Premium)
	Market – to - Book	APM (Arbitrage Pricing Model)
		CAPM (Capital Asset Pricing Model)

III.1 DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL CAPITAL ACCIONARIO EN EMPRESAS ELÉCTRICAS

En la regulación argentina del sector eléctrico se ha adoptado el modelo CAPM modificado para determinar la tasa de rentabilidad a considerar en los cálculos de las revisiones tarifarias. En este modelo, el costo del capital propio es la suma de la tasa libre de riesgo, más una prima de riesgo por invertir en la industria en un país desarrollado, más la prima por riesgo Argentina. Para determinar el costo de oportunidad del capital se utilizan instrumentos financieros, bonos del Tesoro de Estados Unidos de Norteamérica (EE.UU.), bonos domésticos, e indicadores del mercado accionario.

En síntesis, la calificación de modificado es porque incorpora el riesgo de empresas reguladas por la metodología de precios máximos vs. costo plus o tasa de retorno, y adiciona un término representativo del riesgo país.

El CAPM modificado permite efectuar la comparación con empresas que pertenecen a la misma industria y desarrollan actividades en condiciones similares en cuanto al riesgo. El CAPM construye la tasa de rentabilidad a partir de una tasa libre de riesgo a la que se adiciona un “plus” que representa un promedio de las ganancias que las inversiones privadas obtienen por sobre una inversión sin riesgo. Ese “plus”, que en la terminología propia del método CAPM se denomina “premio de mercado”, es representativo de la situación relativa de toda la actividad empresarial de riesgo y habitualmente se mide a través del rendimiento de una cartera de acciones (índice Standard & Poor’s 500) para los EE.UU..

⁷ Roger Morin y Lisa Hillman: “Regulatory Finance: Utilities’ Cost of Capital”. Se destaca la necesidad de utilizar más de un método para determinar el costo del capital propio dado que los inversores no tienen un comportamiento que pueda ser representado por uno sólo de los modelos.

Para adecuar ese indicador a la situación específica de empresas del sector eléctrico, el CAPM toma un multiplicador –el factor Beta- que aplicado al premio de mercado permite obtener el margen que debe adicionarse a la tasa libre de riesgo para rentabilizar a la actividad específica de que se trate. En el caso del servicio eléctrico, el diferencial de riesgo por encima de la tasa básica resulta inferior al del promedio de las actividades empresariales de riesgo, por lo que el factor Beta resulta inferior a la unidad. Cabe agregar que el cálculo del factor Beta surge como promedio del valor de ese índice para las empresas del sector eléctrico de mercados con estabilidad de precios (en este caso el de los EE.UU.).

Hasta aquí, los resultados que surgen del CAPM están referidos a una economía como la indicada en el párrafo anterior. Es decir, se estaría cumpliendo con la previsión de efectuar una comparación internacional como se establece en la Ley 24.065.

El paso siguiente, de realizar también la comparación en el ámbito nacional, está dado a través de dos vías.

Por una parte, al determinar el factor Beta que finalmente se utiliza en el cálculo, se tiene en cuenta que el valor estimado como válido para los EE.UU. está referido a empresas eléctricas que operan en un régimen de regulación por tasa de retorno. El sistema de tarifas máximas implica un riesgo algo superior para las concesionarias. Esa diferencia se ve reflejada por un factor Beta mayor que el que podría considerarse válido en EE.UU.. Este diferencial se estableció tomando la comparación que realizan Alexander, Mayer y Weeds en “Regulatory Structure and Risk and Infrastructure Firms – An international Comparison”, informe publicado por el Banco Mundial, en donde se observa una diferencia entre el Beta de las empresas de telecomunicaciones de EE.UU. reguladas por costo plus y por precios máximos de 0,20 (0,52 vs. 0,72).

Finalmente, la otra vía de aproximación a la situación de estas empresas en el contexto de la situación argentina, consiste en adicionar la tasa de “riesgo país”.

Por lo que se refiere al “premio de mercado”, cabe destacar, que el CAPM es un modelo que utiliza datos del pasado con el fin de reflejar la rentabilidad esperada del capital propio. Esto es así en tanto la tasa que surge de la aplicación de este modelo se utiliza para descontar flujos futuros de caja.

III.2 RIESGO PAÍS

El riesgo país representa la desconfianza de los mercados en la capacidad del Estado de hacer frente a sus deudas y obligaciones. Inciden en el nivel que tomará

el riesgo país tanto condiciones políticas como económicas, entre las que se encuentran:

- ❑ *Estabilidad y legitimidad de las instituciones en general y políticas en particular.*
- ❑ *Participación popular en los procesos políticos.*
- ❑ *Transparencia en las decisiones y en los objetivos de política económica.*
- ❑ *Seguridad pública.*
- ❑ *Riesgo geopolítico.*
- ❑ *Grado de orientación hacia una economía social de mercado.*
- ❑ *Solidez del sector financiero.*
- ❑ *Competitividad y rentabilidad del sector privado no financiero.*
- ❑ *Eficiencia del sector público.*
- ❑ *Flexibilidad laboral.*
- ❑ *Ahorro e inversión.*
- ❑ *Situación fiscal.*
- ❑ *Situación monetaria y crediticia.*
- ❑ *Congruencia de objetivos cambiarios y monetarios.*
- ❑ *Factores institucionales (como la independencia del banco central, entre otros).*
- ❑ *Eficiencia de los instrumentos de política monetaria.*
- ❑ *Situación de la balanza de pagos (cuenta corriente, cuenta de capitales, nivel de reservas internacionales).*
- ❑ *Deuda externa (pública y privada): perfil de vencimientos y riesgo cambiario⁸.*

Suele medirse como el diferencial de rendimiento de los bonos del Tesoro de EE.UU. y los bonos emitidos por el gobierno del país en cuestión. El gobierno de EE.UU. es considerado el pagador más solvente del mundo, por lo tanto prestarle dinero en forma de un bono a EE.UU. está prácticamente libre de riesgo, la tasa que pagan los bonos de EE.UU., es la tasa libre de riesgo que se usa como referencia. Por el contrario, el gobierno argentino es considerado un pagador poco solvente. En consecuencia, prestarle dinero en forma de un bono es considerado arriesgado. Genéricamente, la sobretasa que paga el gobierno argentino, es el riesgo país.

Sin embargo, en este punto corresponde ir un poco más en profundidad en el concepto de riesgo país y su determinación. En épocas de estabilidad económica el cálculo del riesgo país a partir del diferencial entre los rendimientos de los bonos del gobierno argentino y los del Tesoro de EE.UU. se puede considerar como medida del riesgo de realizar una inversión en Argentina. Por lo general, las calificaciones asignadas a empresas de los sectores financiero, industrial, y de servicios en cada país son, a lo más, las mismas que las asignadas al riesgo soberano, aunque en algunos casos pueden ser mejores. Mientras tanto, el riesgo del sector eléctrico propiamente dicho, está representado en el CAPM por otro componente del modelo como se explicó anteriormente.

⁸ Fernando Escobar, "Riesgo país y riesgo soberano".

III.2.1 RIESGO PAÍS EN ÉPOCAS DE CRISIS ECONÓMICA

Cuando el país atraviesa por una crisis económica y el gobierno nacional declara el default de sus obligaciones con los acreedores, el riesgo país se convierte en lo que se conoce como “riesgo soberano”. Específicamente, éste es el riesgo atribuido al gobierno y pretende medir la capacidad y determinación del mismo de servir totalmente su deuda en las fechas pactadas. En otras palabras, la calificación representa una estimación de la probabilidad de no pago por parte de un Gobierno.

Si bien en la situación descripta las condiciones económicas generales, y en particular en el corto plazo, tienden a ser desfavorables para todas las empresas y para casi todos los negocios, las empresas pueden disminuir los riesgos gracias a una flexibilidad operacional y financiera y pueden aspirar a ser mejor clasificadas que el Gobierno. Esta es la causa de la transformación del riesgo país en riesgo soberano, en donde el indicador deja de reflejar el riesgo de invertir en actividades productivas en un país determinado.

Puede darse el caso, en el actual contexto argentino, que ciertas empresas cuyos bienes son exportables y tienen mercados internacionales desarrollados consigan financiamiento a tasas razonables que no reflejan la sobretasa de riesgo soberano. El propio mercado financiero diferencia las actividades del sector privado y las de los gobiernos a la hora de decidir acerca de la colocación de los fondos disponibles.

Sin embargo, no todas las actividades económicas pueden minimizar los efectos de los factores institucionales y macroeconómicos que afectan las operaciones e inversiones en un país. Este es el caso, por ejemplo, de las actividades reguladas que se encuentran, al menos en Argentina, fuertemente influenciadas por las decisiones gubernamentales de coyuntura. Desde el punto de vista del inversor, el riesgo asociado a las inversiones en sectores regulados, por lo tanto, es superior al de otras actividades.

El gobierno, justamente por ser él quien determina la tasa de rentabilidad a ser reconocida, puede presumir que tiene la potestad de definir valores excesivamente reducidos. En este aspecto debe tenerse especial cuidado porque la tasa de rentabilidad reconocida debe ser tal que no ponga en riesgo la sustentabilidad del servicio. En este sentido, el Estado debería resguardar que no se disminuyan ganancias futuras en función a una evaluación unilateral de lo acontecido en el pasado cuando esa evaluación se realiza descontextualizada (mirado retrospectivamente puede descalificarse por invertir el punto de observación). Por ejemplo, no es posible encontrar soporte técnico a la idea de presumir que el riesgo de devaluación estaba incluido y justipreciado en la tasa de

rentabilidad en la medida de la magnitud de la devaluación que finalmente ocurrió, y que, como se verificó el siniestro, actuó como el disparador de efectivización del seguro. Otro aspecto puede manifestarse cuando, fundados en razones de emergencia, se desacoplan ingresos de costos, afectando durante su vigencia al flujo de fondos a descontar.

Una simple comparación entre la tasa de rentabilidad (resultado neto respecto al patrimonio neto) de las empresas de transporte de energía eléctrica y el índice de riesgo país medido por el banco de inversión J.P. Morgan (ver Cuadro I) muestra que, por lo general, la tasa de rentabilidad obtenida se encuentra en el rango de valores que se verificaron para cada año en el indicador de riesgo país. Analizando desde otra perspectiva, y considerando la construcción de la tasa de rentabilidad de acuerdo a la metodología del CAPM, la componente relacionada con la rentabilidad propia de la actividad eléctrica regulada por precios máximos estuvo entre el 7% y el 8,50%, valor de rentabilidad que no todas las empresas lograron alcanzar. Esto significa que la ganancia obtenida, en la mayoría de los casos, apenas alcanzó a remunerar la actividad eléctrica.

Cuadro 2

RENTABILIDAD (resultado neto / patrimonio neto)	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
TRANSENER	7,40% 8,07% 6,76%			6,42%	5,03%	6,21%	6,77%	7,15%
TRANSNOA (sin revalúo técnico)	3,40% - 8,16% 3,56%			7,47%	8,29%	11,20%	6,97%	3,95%
TRANSNEA	2,56% 1,87% 3,51%			15,96%	16,19%	15,96%	8,04%	5,66%
TRANSPA	3,22% 5,47% 5,75%			6,35%	6,06%	7,25%	8,88%	10,14%
DISTROCUIYO		3,24%	4,88%	5,25%	4,51%	5,95%	7,12%	8,53%
TRANSBA				1,60%	3,90%	6,05%	6,24%	5,59%
PROMEDIO	6,58%	5,33%	6,10%	6,49%	5,82%	7,11%	6,87%	6,58%
ÍNDICE DE RIESGO PAÍS (JP Morgan)	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Valor máximo anual		8,75%	9,00%	5,64%	14,50%	10,94%	9,92%	54,95%
Valor mínimo anual		8,75%	4,94%	2,94%	3,83%	5,42%	5,09%	6,54%
Fuente: Estados Contables de las distintas compañías y Ministerio de Economía.								

La tasa de rentabilidad determinada en las revisiones tarifarias de transporte de energía eléctrica incluía los tres conceptos de riesgo que enfrentaba la actividad: el riesgo propio de las empresas eléctricas, el riesgo regulatorio, y el riesgo país. Ninguno de los riesgos mencionados, en especial el riesgo país, reflejaba la probabilidad cierta de desconocer las condiciones contractuales y el marco legal

nacional. En este contexto se equiparó el concepto de regulado al de cautivo, convirtiendo a los sectores regulados de la economía en proveedores de bienes y servicios a precio fijo. Bajo este marco de análisis el gobierno debe tener especial cuidado en la determinación del costo del capital accionario o propio. Si se pretende reducirlo por considerarlo hundido para el inversor, se tendrá el riesgo y dificultades hacia futuro para la atracción de capital y por ende para la sustentabilidad del servicio.

Otro aspecto a tener en cuenta respecto al riesgo país de la coyuntura es que el mismo está asociado a un flujo, que son los bonos del Estado Nacional. Las inversiones en activos fijos y en especial en industrias intensivas en uso de capital deben tener otra consideración. La tasa de rentabilidad trata de reflejar las expectativas futuras de retorno sobre el capital invertido. Pero además, hoy por hoy, también hay que considerar el costo de oportunidad de la liquidación de activos en estas condiciones coyunturales. Para las compañías reguladas, el capital invertido a la fecha es un costo hundido. En consecuencia, el riesgo de estas empresas debe considerar de alguna manera el costo de una pérdida, producto de la liquidación de activos en un periodo de crisis económica y la expectativa futura de ingresos.

De los argumentos antes esgrimidos, se considera que, a los efectos de determinar la tasa de rentabilidad para las compañías eléctricas reguladas, carece de sentido adicionar el riesgo país en el modelo CAPM modificado. En periodos de inestabilidad económica, el indicador de riesgo país (representativo del riesgo soberano) está muy influenciado por la coyuntura.

El regulador, debe encausar sus acciones asegurando la sostenibilidad del servicio en el largo plazo y protegiendo los derechos de los usuarios. Esto es, las tarifas deben asegurar el mínimo costo razonable para los usuarios compatible con la seguridad del abastecimiento. El regulador deberá registrar los aspectos de la coyuntura pero, fundamentalmente debe encaminarse a tomar las medidas que tengan como objetivo asegurar el abastecimiento y la prestación de los servicios en el largo plazo.

Es en estos periodos en que deben considerarse otras alternativas para calcular la tasa de rentabilidad. Una posibilidad es considerar el riesgo país de un periodo económico estable, aunque esta alternativa seguramente no recoja los cambios estructurales que están ocurriendo en la economía Argentina, por lo que no será representativo a los efectos de proyectar las condiciones futuras. Esto también es válido para cualquier otro método que utilice datos históricos. Si bien ninguna alternativa es perfecta, es posible encontrar la metodología o combinación de metodologías de cálculo de la tasa de rentabilidad del capital que mejor reflejen las condiciones de largo plazo.

IV ALGUNAS CONSIDERACIONES ACERCA DEL RECONOCIMIENTO DE LA BASE DE CAPITAL EN ÉPOCAS DE CRISIS

La base de capital es el reconocimiento del capital involucrado en la prestación del servicio. Por lo general, en la práctica regulatoria, no se hace distinción respecto al origen de ese capital, si es aportado por los accionistas de las compañías o adquirido mediante financiación bancaria. La diferenciación se realiza a través de la tasa de rentabilidad y es por esa razón que la metodología del WACC es la habitualmente utilizada.

Para el regulador, es tan importante el correcto cálculo del costo del capital como la base de capital que se pretende remunerar. Para su determinación, debe encontrar la metodología que reconozca en la medida justa la inversión en la prestación del servicio y que recoja los fundamentos de la concepción del negocio al momento de la privatización. Es decir, si se cedió un flujo de caja o se vendieron las instalaciones.

Es dable destacar, que en el caso de inversiones en actividades económicas, sean industriales o de servicios, el capital invertido no se distingue de acuerdo al momento de su compromiso en la actividad. Una vez realizado el aporte inicial, el normal desenvolvimiento del negocio hace que se reinviertan los rendimientos generados por ese capital y/o se incorporen nuevos aportes, además del retiro de dividendos por parte de los accionistas y el pago a los acreedores. Por lo tanto, no es posible distinguir entre capital “nuevo” y capital “viejo”. El capital es uno solo y debe generar una rentabilidad tal que permita atender las obligaciones con los distintos grupos de inversores, acreedores y posibilitar la sostenibilidad futura del negocio.

En las actividades reguladas del sector eléctrico esto cobra mayor relevancia ya que los tiempos de recupero de las inversiones suelen ser importantes. Considerar que el capital involucrado en la prestación del servicio en el pasado debe considerarse hundido, aún cuando no se ha cumplido con el tiempo adecuado de recupero de la inversión, atenta contra el normal desenvolvimiento de la actividad hacia el futuro.

En definitiva, cuando una crisis económica requiere del establecimiento de un nuevo equilibrio y en donde las tarifas de los servicios públicos regulados deben ser recalculadas, las consideraciones de los párrafos anteriores cobran especial relevancia. El capital involucrado en la prestación del servicio no puede ser separado en “viejo” o “hundido” y “nuevo” estableciendo diferente tratamiento y remuneración a cada una de las clasificaciones, ni tampoco equiparar la inversión realizada a las colocaciones en instrumentos financieros -bonos-, asignándole la misma quita que a la deuda en default. Por un lado se rompe la

ecuación que posibilita el normal desenvolvimiento del servicio debiendo incorporar una fuente alternativa de financiamiento para el futuro. Asimismo se desconocen las diferencias entre inversiones productivas e inversiones financieras. Teniendo en cuenta las características de cada una de ellas como ser la diferenciación en cuanto al riesgo y la especificidad del know how necesario que se requiere para administrar y gerenciar un servicio público.

Dado que al considerar el capital involucrado en la prestación del servicio, la práctica regulatoria no suele distinguir el origen del aporte, otro aspecto a considerar son las consecuencias que podría acarrear el hundimiento total o parcial de la base de capital en las obligaciones de las empresas con sus acreedores. Por lo general las entidades financieras imponen ciertas condiciones en forma de avales, garantías y límites al endeudamiento. Es claro que en contextos de crisis como el que vivió Argentina las empresas de servicios públicos deben negociar con sus acreedores un nuevo sendero de pago de la deuda asumida en función al flujo de fondos que quede determinado con la definición de los nuevos ingresos y características del servicio a prestar. Es en este punto en donde se abren algunos interrogantes: ¿cómo afectará esta situación la capacidad de pago de las compañías por las obligaciones del pasado y por las que deban asumir en el futuro, propias de la prestación del servicio?; ¿en qué medida el propio poder concedente llevaría al límite de la quiebra a alguna concesionaria?; ¿cómo se asegura la sostenibilidad del servicio que acompañe el crecimiento económico del país?; ¿contemplan la situación los acreedores que tengan la posibilidad de ejecutar garantías?.

Debe tenerse especial cuidado en las decisiones que a este respecto se tomen ya que las señales que se emitan condicionarán la inversión futura puesto que la actividad pasa a estar regida por riesgos ajenos a ella, si se desconocen o no se resguarda la equidad de las condiciones pactadas al inicio de las actividades.

V CONCLUSIÓN

La utilización del índice de riesgo país en el cálculo de la tasa de rentabilidad del capital accionario es consistente en épocas de estabilidad económica. Resulta ser un indicador representativo de los riesgos que asume el sector privado al invertir en un determinado país.

Cuando Argentina declaró el default, el índice de riesgo país se convirtió en un indicador del riesgo soberano, reflejando la incertidumbre de los inversores de cobrar los flujos futuros establecidos en las distintas emisiones de bonos del Estado Nacional. En esta situación, la actividad privada detenta un riesgo muchas veces inferior al riesgo soberano. Además, este riesgo varía en función de la actividad de que se trate.

En el caso de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, a la hora de determinar el costo de capital y el riesgo asociado al capital propio deberían tenerse en cuenta varios aspectos:

- • *La diferencia que hay entre las inversiones en activos financieros y en activos fijos. Las actividades productivas tienen implícito un conocimiento específico y gerenciamiento que no resulta homologable al de las inversiones en bonos.*
- • *El costo de salida de una actividad de uso intensivo de capital en un contexto macroeconómico desfavorable y de incertidumbre en cuanto al nuevo esquema que se definirá como consecuencia de los cambios estructurales de la economía.*
- • *La sustentabilidad del servicio, teniendo especial cuidado en no crear diferencias insalvables entre la rentabilidad de los sectores económicos competitivos respecto de los regulados, máxime si se considera la condición de “crítico” al servicio de energía eléctrica.*

Todos estos aspectos no se encuentran reflejados en el indicador de riesgo país. Es necesario buscar alguna metodología de cálculo de la tasa de rentabilidad del capital propio, o combinación de varias de ellas que no incorporen este indicador como reflejo del riesgo percibido por los inversores en las actividades productivas del país.

Asimismo, al definir el nuevo nivel tarifario debe tenerse especial cuidado respecto a la base de capital sobre la cual se determina la rentabilidad. El capital invertido, más allá de su origen (financiero u accionario), no admite distinciones de acuerdo al momento de su incorporación a la prestación del servicio, ya sea para equiparlo con las pérdidas de las inversiones en instrumentos financieros como para asignarle diferentes rentabilidades. Estas alternativas atentan contra el normal desenvolvimiento de las actividades concesionadas, por lo que el poder concedente debiera preservar a futuro los servicios que él concesionó. En especial en el caso de sectores capital intensivo en donde se requiere de grandes inversiones independientemente de quién -Estado o privado-, gerencie la prestación de los servicios.

A los efectos de fijar las tarifas que respondan a la nueva estructura productiva de equilibrio que se perfila luego de una crisis económica el desafío consiste en encontrar la base de capital y la tasa de rentabilidad que pondere en forma adecuada lo que resulte de un flujo de fondos que sea el resultado de ingresos y egresos que provean sustentabilidad a la actividad.

VI APÉNDICE

RESUMEN DE MÉTODOS ALTERNATIVOS PARA CALCULAR EL COSTO DE CAPITAL PROPIO

VI.1 COMPARACIÓN DE RESULTADOS (COMPARABLE EARNINGS)

La utilización de este método para determinar el costo del capital propio se fundamenta en el reconocimiento de una tasa de rentabilidad razonable a la empresa regulada en comparación con la de otras industrias de riesgo similar. Además, esta tasa de rentabilidad debe ser tal, que la empresa pueda hacer frente a sus obligaciones de capital⁹.

Para calcular el costo sobre el capital propio se toma la tasa de rentabilidad sobre el capital (ROE: return on equity) de una muestra de empresas de riesgo comparable que cumplan con las siguientes características:

- ❑ *tener un beta cercano al de la compañía de servicios públicos bajo estudio,*
- ❑ *pertenecer a un sector industrial no regulado¹⁰,*
- ❑ *cotizar en bolsa para disponer de datos,*
- ❑ *tener una calificación de riesgo similar a la de la empresa de servicios públicos bajo estudio.*

VI.2 DISCOUNTED CASH FLOW (DCF – DESCUENTO DE FLUJOS DE FONDO)

Esta teoría sostiene que el valor de un activo financiero está determinado por su capacidad de generar ingresos futuros. Por lo tanto, el valor de un activo es el valor presente de los flujos futuros de ganancias.

La tasa de retorno de un inversor en acciones puede descomponerse en dos: el retorno de los dividendos (calculado como los dividendos distribuidos respecto al precio de la acción) y la ganancia por apreciación de capital (relación entre el precio de venta y el precio de compra de las acciones).

En general, la determinación de la tasa de rentabilidad en empresas reguladas se calcula como el retorno de los dividendos más la tasa esperada de crecimiento de los futuros dividendos. La idea básica de este procedimiento de flujo de fondos descontado para calcular la tasa de rentabilidad es estimar la

⁹ En el art. 41 de la Ley 24.065 se expresan claramente los conceptos de comparabilidad de la tasa de rentabilidad a nivel nacional e internacional con industrias de nivel de riesgo similar a las transportistas y distribuidoras de electricidad. Además, se destaca que esta tasa debe guardar una cierta relación con el grado de eficiencia y eficacia operativa de la empresa.

¹⁰ El ROE de las empresas reguladas está condicionado por las acciones pasadas del regulador y no refleja las fuerzas de un mercado competitivo. Por lo tanto, incluir empresas reguladas en la muestra podría distorsionar el ROE a determinar.

misma a partir del precio de mercado observado de las acciones y de una estimación de las expectativas de los inversores respecto al crecimiento de los futuros dividendos.

VI.3 MARKET – TO -BOOK (VALOR DE MERCADO RESPECTO VALOR DE LIBROS)

A partir de la teoría del flujo de fondos descontado se puede obtener la relación que existe entre el costo de capital, la tasa de retorno esperada sobre el patrimonio neto, y la relación entre valor de mercado y valor libros.

Aplicando esta metodología lo que se busca es encontrar el costo del capital accionario que sea consistente con el retorno sobre patrimonio neto. Esto requiere que el retorno sobre el patrimonio neto sea incrementado o reducido por la relación del valor de mercado respecto al valor de libros en la proporción a la fracción de ganancias que es distribuida como dividendos.

VI.4 PREMIO POR RIESGO (RISK PREMIUM)

Básicamente, este método calcula la tasa de rentabilidad de una manera directa. Primero se determina el diferencial histórico entre el retorno de la deuda y el retorno accionario y luego se adiciona el valor obtenido al retorno de la deuda del momento del cálculo para obtener así la tasa de rentabilidad requerida por el capital accionario.

La magnitud del riesgo por premio está determinada por los cambios en la demanda y oferta de cada mercado, el de deuda y el de acciones. Éstos a su vez varían conforme a las actitudes de los inversores hacia el riesgo y por el diferencial de riesgo relativo percibido por los inversores entre los bonos de deuda y las acciones.

A la hora de realizar el cálculo hay tres temas en los que se debe tener especial cuidado: metodología de medición del riesgo, estabilidad en el tiempo del premio por riesgo, y ajustes a su valor para una determinada empresa.

VI.5 APM (ARBITRAGE PRICING MODEL)

En el APM la tasa de retorno del capital es el resultado de una combinación lineal de la sensibilidad de la acción de la compañía a una serie de factores definidos como riesgo sistemático (factores que describen variaciones en la

economía que sistemáticamente afectan las inversiones), o premios por riesgo, más el retorno libre de riesgo.

El APM se transforma en CAPM cuando sólo un factor influencia el precio de la acción, siendo ese factor el portafolio de mercado. En ese caso, el coeficiente Beta se transforma en el Beta de la acción.

La desventaja que presenta el APM es que no especifica en forma precisa los factores de riesgo sistemático ni tampoco las fuerzas económicas que sostienen a estos factores y su relación con el retorno de las acciones.

VII BIBLIOGRAFÍA

Ian Alexander: "Cost of Capital: the application of financial models to state aid", The OXERA Press, 1995.

Alexander I., Mayer C. and Weeds H., Regulatory structure and risk and infrastructure firms: an international comparison, Policy Research Working Paper 1698, The World Bank, Private Sector Development Department, December 1996.

Roger Morin in collaboration with Lisa Hillman: "Regulatory Finance: Utilities' Cost of Capital", Public Utilities Reports, Inc., 1994.

Fernando Escobar, "Riesgo país y riesgo soberano", Publicado en Internet.

Ley N° 24.065, Anales de Legislación Argentina N° LII-A 1992, 16 de enero 1992, pp. 82-93.

Memoria y Balances Generales de las empresas: Transener S.A., Transnoa S.A., Transnea S.A., Distrocuyo S.A., Transpa S.A., Transba S.A.

Direcciones de internet: www.mecon.ar.

Serie Textos de Discusión CEER

Para solicitar alguno de estos documentos o suscribirse a toda la Serie Textos de Discusión CEER, vea las instrucciones al final de la lista. Un listado comprehensivo de la Serie textos de Discusión CEER puede hallarse en nuestro web site.

- STD 1. Laffont, Jean Jacques: Llevando los principios a la práctica en teoría de la regulación (marzo 1999)
- STD 2. Stiglitz, Joseph: The Financial System, Bussiness Cycle and Growth (marzo 1999)
- STD 3. Chisari, Omar y Antonio Estache: The Needs of the Poor in Infraestructure Privatization: The Role of Universal Service Obligations. The Case of Argentina (marzo 1999)
- STD 4. Estache, Antonio y Martín Rossi: Estimación de una frontera de costos estocástica para empresas del sector agua en Asia y Región del Pacífico (abril 1999)
- STD 5. Romero, Carlos : Regulaciones e inversiones en el sector eléctrico (junio 1999)
- STD 6. Mateos, Federico: Análisis de la evolución del precio en el Mercado Eléctrico Mayorista de la República Argentina entre 1992 y 1997 (julio 1999).
- STD 7. Ferro, Gustavo: Indicadores de eficiencia en agua y saneamiento a partir de costos medios e indicadores de productividad parcial (julio 1999)
- STD 8. Balzarotti, Nora: La política de competencia internacional (septiembre 1999)
- STD 9. Ferro, Gustavo: La experiencia de Inglaterra y Gales en micromedición de agua potable (septiembre 1999)
- STD 10. Balzarotti, Nora: Antitrust en el mercado de gas natural (octubre 1999)
- STD 11. Ferro, Gustavo: Evolución del cuadro tarifario de Aguas Argentinas: el financiamiento de las expansiones en Buenos Aires (octubre 1999)
- STD 12. Mateos, Federico, Martín Rodríguez Pardina y Martín Rossi: Oferta y demanda de electricidad en la Argentina: un modelo de ecuaciones simultáneas (noviembre 1999)
- STD 13. Ferro, Gustavo: Lecciones del Seminario Proyección de Demanda de Consumo de Agua Potable (noviembre 1999)
- STD 14. Rodríguez Pardina, Martín y Martín Rossi: Medidas de eficiencia y regulación: una ilustración del sector de distribuidoras de gas en la Argentina (diciembre 1999)
- STD 15. Rodríguez Pardina, Martín, Martín Rossi y Christian Ruzzier: Fronteras de eficiencia en el sector de distribución de energía eléctrica: la experiencia sudamericana (diciembre 1999)
- STD 16. Rodríguez Pardina, Martín y Martín Rossi: Cambio tecnológico y catching up: el sector de distribución de energía eléctrica en América del Sur (marzo 2000)
- STD 17. Ferro, Gustavo: El servicio de agua y saneamiento en Buenos Aires: privatización y regulación (abril 2000).
- STD 18. Celani, Marcelo: Reformas en la industria de las telecomunicaciones en Argentina (junio 2000).
- STD 19. Romero, Carlos: La desregulación de la comercialización de electricidad en Inglaterra y Gales (junio 2000).
- STD 20. Rossi, Martín: Midiendo el valor social de la calidad de los servicios públicos: el agua.
- STD 21. Rodríguez Pardina, Martín: La concesión de Aguas Argentinas. (Noviembre 2000).
- STD 22. Rossi, Martín e Iván Canay: Análisis de eficiencia aplicado a la regulación ¿Es importante la Distribución Elegida para el Término de Ineficiencia? (Noviembre 2000)
- STD 23. Ferro, Gustavo: Los instrumentos legales de la renegociación del contrato de Aguas Argentinas (1997-99) (Diciembre 2000).
- STD 24. Briggs, María Cristina y Diego Petrecolla: Problemas de competencia en la asignación de la capacidad de los aeropuertos. El Caso Argentino (Marzo 2001).
- STD 25. Ferro, Gustavo: Riesgo político y riesgo regulatorio: problemas en la concesión de sectores de infraestructura (Marzo 2001).
- STD 26. Ferro, Gustavo: Aguas del Aconquija: revisión de una experiencia fallida de privatización (abril 2001).
- STD 27. Ferro, Gustavo y Marcelo Celani: Servicio universal en telecomunicaciones: concepto y alcance en Argentina (Junio 2001).
- STD 28. Bondorevsky, Diego: Concentración horizontal en el sector de distribución eléctrica en Argentina. (Julio 2001).
- STD 29. Bondorevsky, Diego y Diego Petrecolla: Estructura del mercado de gas natural en Argentina e integración energética regional: Problemas de defensa de la competencia (Julio 2001).
- STD 30. Ferro, Gustavo: Participación del Sector Privado y Regulación en Agua y Saneamiento en Argentina: Casos Seleccionados.

- STD 31: Ferro, Gustavo: Desempeño reseñado de la concesión de agua y saneamiento metropolitana durante 1993-2001.
- STD 32: Bondorevsky Diego y Diego Petrecolla: Concesiones de agua y saneamiento en Argentina: Impacto en los sectores pobres (julio 2001).
- STD 34: Romero, Carlos: Servicio universal en el proceso de privatización de las empresas de telecomunicaciones y agua potable y alcantarillado en el Paraguay (septiembre 2001).
- STD 35-A: Bondorevsky, Diego y Romero Carlos: Fusiones y adquisiciones en el sector eléctrico: Experiencia internacional en el análisis de casos (diciembre 2001)
- STD 35-B: Canay, Iván: Eficiencia y Productividad en Distribuidoras Eléctricas: Repaso de la metodología y aplicación (febrero 2002).
- STD 36: Ullberg, Susann: El Apagón en Buenos Aires 1999 Manejo de crisis en los sectores privados y Públicos en la Argentina (marzo 2002).
- STD 37: Celani Marcelo, Petrecolla Diego, Ruzzier, Christian: Desagregación de Redes en Telecomunicaciones: Una Visión desde la Política de Defensa de la Competencia (abril 2002).
- STD 38: Bondorevsky Diego, Petrecolla Diego, Romero Carlos, Ruzzier Christian: Competencia por Comparación en el Sector de Distribución Eléctrica: El Papel de la Política de Defensa de la Competencia (abril 2002).
- STD 39: Cardozo Javier y Devoto Alberto: La tarifa de distribución antes y después de la Reestructuración del Sector Eléctrico (mayo 2002).
- STD 40: Canay, Iván: Modelando el Gas entregado en Argentina: ¿Cuál es el mejor Predictor? (mayo 2002).
- STD 41: Ruzzier, Christian: Una introducción a la estimación no paramétrica de fronteras de eficiencia (julio 2002).
- STD 42: Rodríguez Pardina, Martín: Mecanismos de Governance del Mercado Eléctrico Argentino: Análisis crítico y comparación internacional (diciembre 2002).
- STD 43: Roitman Mauricio y Ferro Gustavo: La Concesión de Aguas Provinciales de Santa Fe (marzo 2003).
- STD 44: Rodríguez Pardina, Martín: La determinación del Costo de Capital en América Latina : Un estudio comparativo de casos (Mayo 2003)
- STD 45: Rodríguez Pardina, Martín: Las tarifas de Servicios Públicos en un Contexto de Crisis (Diciembre 2003)
- STD 46: Bondorevsky, Diego: Índices de “Mark Up” en el Mercado Eléctrico Mayorista de Argentina (Diciembre 2003)
- STD 47: Ferro Gustavo y Petrecolla Diego: Crisis y respuesta Tarifa Social en Agua y Saneamiento en Argentina (Diciembre 2003)
- STD 48: Ferro Gustavo y Petrecolla Diego: Subsidios cruzados en Agua y Cloacas: La concesión de Buenos Aires (Diciembre 2003)
- STD 49: Ferro Gustavo: Sector de Agua y Saneamiento, Tarifa Social en Argentina (Diciembre 2003)
- STD 50: Petrecolla Diego y Romero Carlos: Lecciones del Desempeño, crisis y reformas de segunda generación del sector eléctrico argentino (Diciembre 2003)
- STD 51: Petrecolla Diego y Romero Carlos: Abogacía de la competencia en Argentina. Concentración horizontal en un ambiente regulado. El caso de la distribución de electricidad en el Area Metropolitana de Buenos Aires (Diciembre 2003)
- STD 52: Consistencia de medidas de eficiencia basadas en funciones de distancia paramétricas y no paramétricas. una aplicación al sector de distribuidoras de electricidad en la argentina
- STD 53: Arrué Dario y Ridelener Gabriela: Consideraciones sobre la determinación de la base de capital de empresas de Electricidad y su remuneración en condiciones de emergencia económica (Abril 2004)

CEER Working Paper Series

To order any of these papers, or all of these, see instructions at the end of the list. A complete list of CEER Working Papers is displayed here and in our web site.

- WPS 1. Laffont, Jean Jacques: Translating Principles Into Practice in Regulation Theory (March 1999)
- WPS 2. Stiglitz, Joseph: Promoting Competition in Telecommunications (March 1999)
- WPS 3. Chisari, Omar, Antonio Estache, y Carlos Romero: Winners and Losers from Utility Privatization in Argentina: Lessons from a General Equilibrium Model (March 1999)
- WPS 4. Rodríguez Pardina, Martín y Martín Rossi: Efficiency Measures and Regulation: An Illustration of the Gas Distribution Sector in Argentina (April 1999)
- WPS 5. Rodríguez Pardina, Martín Rossi and Christian Ruzzier: Consistency Conditions: Efficiency Measures for the Electricity Distribution Sector in South America (June 1999)
- WPS 6. Gordon Mackerron: Current Developments and Problems of Electricity Regulation in the European Union and the United Kingdom (November 1999)
- WPS 7. Martín Rossi: Technical Change and Efficiency Measures: The Post-Privatisation in the Gas Distribution Sector in Argentina (March 2000)
- WPS 8. Omar Chisari, Martín Rodríguez Pardina and Martín Rossi: The Cost of Capital in Regulated Firms: The Argentine Experience (May 2000)
- WPS 9. Omar Chisari, Pedro Dal-Bó and Carlos Romero: High Tension Electricity Network Expansions in Argentina: Decision Mechanisms and Willingness-to-Pay Revelation (May 2000).
- WPS 10. Daniel A. Benitez, Antonio Estache, D. Mark Kennet, And Christian A. Ruzzier. Potential Role of Economic Cost Models in the Regulation of Telecommunications in Developing Countries (August 2000).
- WPS 11. Martín Rodríguez Pardina and Martín Rossi. Technical Change and Catching-up: The Electricity Distribution Sector in South America
- WPS 12. Martín Rossi and Iván Canay. Measuring Inefficiency in Public Utilities: Does the Distribution Matter?
- WPS 13. Quesada, Lucía. Network Competition and Network Regulation (July, 2001).
- WPS 14. Rossi Martín and Christian Ruzzier: Reducing the asymmetry of information through the comparison of the relative efficiency of several regional monopolies (July 2001).
- WPS 15. Ferro, Gustavo: Political Risk and Regulatory Risk: Issues in Emerging Markets Infrastructure Concessions (August, 2001).



Centro de Estudios Económicos de la Regulación

Solicitud de incorporación a la lista de receptores de publicaciones del CEER

Deseo recibir los ejemplares correspondientes a la serie (marque con una cruz la que corresponda), que se publiquen durante 2001:

- a) Working Papers Series (...) impreso (...) e-mail, formato pdf
b) Serie de Textos de Discusión (...) impreso (...) e-mail, formato pdf

Mi nombre es:.....

Ocupación:.....

Domicilio:.....

Firma:

Tenga a bien enviar esta solicitud por correo a:

SECRETARIA CEER

Lima 717

C1073AAO Buenos Aires - Argentina

Por fax, al 54-11-4379-7693

E-mail: ceer@uade.edu.ar

www.uade.edu.ar